

# СОСТОЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ МУРМАНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В БАРЕНЦЕВОМ МОРЕ

УДК 551.1./4+622

С.С. Блох, к. т. н., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (РАН) (Москва, РФ), sergeyblokh@yandex.ru

Д.Л. Кульпин, Институт проблем нефти и газа РАН, dmitriyk@bk.ru

**Л.Г. Кульпин**, д. т. н., Институт проблем нефти и газа РАН

В статье рассмотрены особенности геологического строения продуктивных пластов Мурманского газового месторождения и их фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). По результатам поисково-разведочного бурения установлено, что месторождение является многопластовым и сложным, по запасам газа относится к категории мелких. Приведены геолого-физические данные, в соответствии с которыми на данной стадии изученности можно определить количество эксплуатационных объектов и индексацию пластов с близкими физико-геологическими параметрами, объединенных в объекты разработки.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** БУРЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН, ДЕБИТЫ ГАЗА, ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТОВ, ЗАПАСЫ ГАЗА.

Мурманское газовое месторождение, открытое в 1983 г., расположено в южной, незамерзающей части акватории Баренцева моря [1, 2] на расстоянии 216 км от Кольского п-ова и 370–400 км от г. Мурманска. По результатам большого объема сейсмо- и гравиразведочных работ месторождение было подготовлено к бурению глубоких поисковых и разведочных скважин. «Первооткрывательницей» месторождения была скв. 22, пробуренная до глубины –2914 м и оказавшаяся в центре структуры.

В результате испытаний двух объектов в этой скважине были получены промышленные притоки газа из отложений среднего триаса с дебитами 134–145 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В дальнейшем (1983–1987 гг.) в целях поисков залежей углеводородов в юрских и пермско-триасовых отложениях, уточнения геологического строения месторождения, прослеживания непрерывности распространения и развития пластов-коллекторов по площади и оконтуривания установленных залежей было пробурено еще 8 поисковых и разведочных скважин, из которых

испытано 5. Все скважины пробурены до глубины 2621–4373 м.

Особенности геологического строения месторождения состоят в его многопластовости, неоднородности продуктивных пластов, наличии различного рода дизъюнктивных нарушений, низких ФЕС.

В разрезе месторождения выделен 21 газоносный пласт, причем все они характеризуются невысокими газонасыщенными толщинами (0,6–5,1 м) и значительными площадями залегания. Средняя глубина залегания продуктивных пластов – 2500–2750 м. Пласты характеризуются прерывистостью вплоть до выклинивания. В целом, несмотря на небольшое количество пробуренных поисково-разведочных скважин, Мурманское месторождение представляется достаточно сложным. На рис. 1 представлена структурная карта по кровле I (верхнего) продуктивного горизонта, на рис. 2 – геологический профиль по простиранию с юго-запада на юго-восток. Всего на месторождении выделено четыре продуктивных горизонта. К I (верхнему) горизонту отнесено

девять пластов, ко II – три, к III – шесть, к IV – один пласт. Все газовые залежи сосредоточены в отложениях триасового возраста. При выделении продуктивных пластов использованы результаты геофизических, керновых исследований и промысловых данных испытания скважин. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов представлена в таблице.

В плане газовые залежи в большинстве случаев не совпадают друг с другом. В то же время все они размещаются в пределах одной зоны, ограниченной максимальным контуром газоносности, в восточной части которой отмечаются обширные площади замещения коллекторов. Поэтому в этой части плотность запасов газа наиболее низкая (рис. 1).

Среди упомянутых четырех продуктивных горизонтов более высокими ФЕС обладают пласты верхнего I горизонта. Из скважин указанного горизонта в ходе испытаний получен максимально абсолютно свободный дебит газа в объеме 813 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Наименьшие значения проницаемости выявлены во II горизон-

**Blokh S.S.**, PhD in Engineering and Geologo–Mineralogical Sciences, Senior researcher, Institute of oil and gas problems of Russian Academy of Sciences (RAS) (Moscow, RF), [sergeyblokh@yandex.ru](mailto:sergeyblokh@yandex.ru)

**Kulpin D.L.**, leading engineer, Institute of oil and gas problems of RAS, [dmitriykb@bk.ru](mailto:dmitriykb@bk.ru)

**Kulpin L.G.**, Associated professor of Technical Sciences, Institute of oil and gas problems of RAS

### The state of geological exploration and development of the Murmansk gas field in the Barents sea

There have been explored geological structure features of productive formations of the Murmansk gas field and their porosity and permeability properties. According to the results of prospect drilling it was determined that the field is a compound and a multilayer one. As for gas reserves it belongs to the number of smaller fields. The geological and geophysical data are presented whereby at this stage of information on the field it is possible to determine the number of operational capabilities and layer indexing with similar physical and geological parameters, combined in productive formation.

**KEY WORDS:** WELL TESTING, GAS FLOW RATE, FORMATION PARAMETERS, GAS RESERVES.

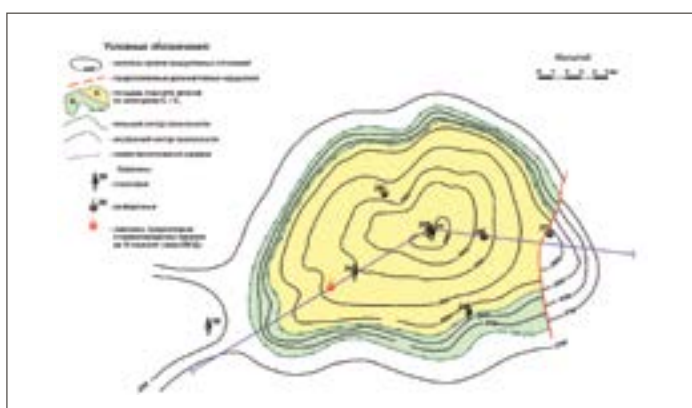


Рис. 1. Структурная карта по кровле I (верхнего) продуктивного горизонта

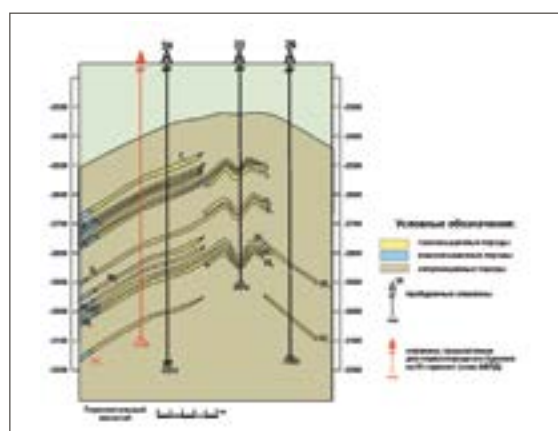


Рис. 2. Геологический профиль по линии скв. 24, 22, 26

те, при опробовании которого в одной скважине дебит газа составил 35,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В целом ФЕС пластов I, III и IV горизонтов достаточно близки, что указывает на возможность их совместной промышленной разработки.

На данной стадии изученности Мурманского месторождения представляется возможным выделить несколько объектов разработки. Продуктивные пласты III и IV горизонтов можно выделить в самостоятельные эксплуатационные объекты с количеством пластов в объектах, соответственно, 6 и 1.

Пласты II<sub>1</sub>, II<sub>2</sub>, II<sub>3</sub> выделять в самостоятельный объект не рекомендуется из-за несовпадения контуров в плане и малых величин запасов газа: по старой классификации запасов по категории C<sub>1</sub> + 50 % C<sub>2</sub> они составляют около 2,0 млрд м<sup>3</sup>.

В I продуктивный горизонт (объект 1) входит девять пластов, поэтому его можно разделить на два объекта: четыре пласта – в одном (объект Ia), пять – в другом (объект Ib). Залежи пластов объекта Ia (I<sub>1</sub>, I<sub>2аб</sub>, I<sub>2вг</sub> и I<sub>2деж</sub>) характеризуются средними значениями абсолютно свободных дебитов газа 160–220 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Суммарные запасы газа этого объекта по старой классификации запасов C<sub>1</sub> + 50 % C<sub>2</sub> оценены примерно в 21,0 млрд м<sup>3</sup>.

К объекту Ib отнесены пласты I<sub>3</sub>, I<sub>4</sub>, I<sub>5</sub>, I<sub>6</sub> и I<sub>7</sub>. Залежи данных пластов по результатам промысловых исследований характеризуются достаточно высокими абсолютно свободными дебитами газа: 160–180 тыс. м<sup>3</sup>/сут. При более детальном рассмотрении пластов этого объекта из него исключен пласт I<sub>3</sub> с запасами категории C<sub>1</sub> 2,0 млрд м<sup>3</sup>, в связи с чем сум-

марные запасы данного объекта по сумме категорий C<sub>1</sub> + 50 % C<sub>2</sub> составят около 28,0 млрд м<sup>3</sup>.

В состав объекта 2 входят пласты III<sub>1</sub>, III<sub>2</sub>, III<sub>4</sub>, III<sub>5</sub> и III<sub>6</sub>. Запасы этих пластов по результатам исследований в нескольких скважинах характеризуются средними абсолютно свободными дебитами газа 120–340 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Запасы газа этого объекта по категории C<sub>1</sub> + 50 % C<sub>2</sub> составляют 22,9 млрд м<sup>3</sup>. Следует отметить, что в указанные суммарные запасы газа данного объекта не были включены запасы пласта III<sub>3</sub> в объеме 2,3 млрд м<sup>3</sup> по категории C<sub>1</sub> + 50 % C<sub>2</sub> из-за значительного несовпадения в плане условного газоводяного контакта (ГВК) этого пласта с условными ГВК ниже- и вышележащих пластов, объединенных в объект 2.

В состав объекта 3 входят пласты IV<sub>1</sub> и IV<sub>2</sub>. При их испы-

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов (составлена по данным Государственного баланса запасов)

Показатели	Продуктивные пласты			
	T <sub>2</sub> , пл. I	T <sub>2</sub> , пл. II	T <sub>2</sub> , пл. III	T <sub>2</sub> , пл. IV
Средняя глубина залегания, м	2439	2664	2746	2957
Тип залежи	Пластово-сводовые, литологически экранированные			
Тип коллектора	Терригенный			
Площадь газоносности, тыс. м <sup>2</sup>	14 525–173 825	24 850–43 500	11 200–71 600	9850–38 675
Газонасыщенная толщина (общая/эффективная), м	165/0,6–5,8	38/0,9	119/0,6–4,0	75,0/1,2–2,8
Коэффициент пористости	0,17	0,15	0,16	0,16
Коэффициент газонасыщенности пласта	0,55	0,54	0,56	0,56
Проницаемость коллектора по керну, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	0,64	23,39	5,98	0,46
Начальное пластовое давление, МПа	24,6–34,3	35,4–37,3	39,0–42,7	47,1–48,3
Начальная пластовая температура, °С	70,0	75,0	77,0	80,0
Плотность газа по воздуху, доли ед.	0,57	0,567	0,569	0,568
Коэффициент сжимаемости газа	0,925	0,96–0,99	0,98	0,97
Коэффициент фильтрационного сопротивления: А, МПа/тыс. м <sup>3</sup> /сут В, МПа <sup>2</sup> /(тыс. м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>	0,5 0,001		0,8 0,0023	
Начальные балансовые запасы газа, млн м <sup>3</sup> : категории А + В + С <sub>1</sub> категории С <sub>2</sub>	37 783 25 702	1381 1438	15 050 20 368	4873 14 043
Начальные балансовые запасы газа всего, млн м <sup>3</sup> : категории С <sub>2</sub> категории А + В + С <sub>1</sub>	59 087 61 551			

тании были получены дебиты 160–230 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что указывает на сходство продуктивных характеристик данных пластов с пластами III продуктивного горизонта. Оцененные суммарные запасы этого объекта по сумме категорий С<sub>1</sub> + 50 % С<sub>2</sub> составляют около 10 млрд м<sup>3</sup>.

В целом по месторождению в процессе его эксплуатации могут быть вовлечены в активную разработку запасы газа в объеме 81 млрд м<sup>3</sup> по категории С<sub>1</sub> + 50 % С<sub>2</sub>.

Особенности геологического строения месторождения и физических свойств его продуктивных пластов влияют на концепцию разработки, которая должна учитывать:

- ограничения по срокам разработки морского месторождения (как правило, 20 лет);

- применение скважин сложной конструкции для совместной и совместно-раздельной эксплуатации пластов;

- применение наиболее передовых способов первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов;

- возможное применение разных способов заканчивания скважин.

С учетом высокой сложности геологического строения месторождения перед проектированием разработки целесообразно произвести на площади 3D-сейсмическое зондирование,

а при составлении проектов эксплуатационного бурения в отдельных скважинах необходимо предусмотреть расширенные комплексы геофизических (ГИС), гидродинамических (ГДИС) исследований скважин и отборы керна.

Таким образом, эффективная и экономически обоснованная разработка Мурманского газового месторождения во многом зависит от степени изученности особенностей геологического строения месторождения и более детального исследования физико-геологических факторов, которые могут оказать влияние на процесс его промышленной эксплуатации. ■

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Захаров Е.В., Холодилов В.А., Мансуров М.Н. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России. М.: Недра, 2011. 180 с.
2. Кульпин Л.Г., Стратий Г.И., Алексеева Ю.В., Пронюшкина С.М. Освоение Мурманского газового месторождения в Баренцевом море на основе использования подводных технологий // Геопетроль-2014: Сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. в Закопане (Польша), 2014. С. 39–36.

#### REFERENCES

1. Zakharov E.V. and others. Geological Structure and Petroleum Potential of the Russian Sea Shelf. Moscow, Nedra, 2011, 180 p. (In Russian)
2. Kulpin L.G., Stratiy G.I., Alexeeva Y.V., Pronyushkina S.M. Development of the Murmansk Gas Field in the Barents Sea based on the Use of Underwater Technologies. Geopetrol-2014: Collected works of the International Scientific-Technical Conference at Zakopane (Poland), 2014. P. 39–36. (In Russian)